



TAMPEREEN
AMMATTIKORKEAKOULU

TALOYHTIÖN AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄ

Jussi Satokari

Opinnäytetyö
Toukokuu 2018
Sähkötekniikka
Sähkövoimatekniikka



TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu
Sähkötekniikka
Sähkövoimatekniikka

SATOKARI, JUSSI:
Taloyhtiön aurinkosähköjärjestelmä

Opinnäytetyö 46 sivua, joista liitteitä 9 sivua
Toukokuu 2018

Tässä opinnäytetyössä perehdyttiin aurinkosähkön tuotantomahdollisuuksiin ja -edellytyksiin taloyhtiön tarpeisiin. Työn lähtökohtana oli tutkia taloudellisen tuotannon edellytyksiä.

Työn lopputuloksena oli käytännöllinen lähestymismalli taloyhtiöille harkittaessa oman sähköntuotannon aloittamista. Työssä käsitellään aurinkosähkötuotannon tekniikkaa ja teoriaa samoin kuin erilaisia huomioon otettavia asioita tuotantoa harkittaessa.

Työn esimerkkisuunnitelma on tehty Vantaalla rakenteilla olevaan Vantaan Koitto -kerrostaloon. Voimala on kuvitteellinen, ja suunnitelman tarkoitus on havainnollistaa työssä käsiteltyjä asioita ja antaa lukijalle käsitys aurinkovoimalan rakenteesta, hinnasta ja taloudellisesta kannattavuudesta.

Työssä on lisäksi käyty lyhyesti läpi kaksi toteutettua taloyhtiötason aurinkovoimalaitosta.

Nykyisillä rakentamiskustannuksilla aurinkosähköjärjestelmä on taloyhtiölle kannattava sijoitus.

ABSTRACT

Tampereen ammattikorkeakoulu
Tampere University of Applied Sciences
Electrical Engineering
Electrical Power Engineering

SATOKARI, JUSSI
Solar Photovoltaic System For Apartment Buildings

Bachelor's thesis 46 pages, appendices 9 pages
May 2018

The focus of this thesis is on possibilities and requirements to produce photovoltaic electricity for apartment buildings. The basis was to study conditions for economical production.

The objective was to write a practical approach to start photovoltaic production. Technology and theory behind solar electricity as well as various aspects to consider, were discussed.

The example power plant was designed for Vantaan Koitto – apartment building, which is being built in Vantaa. The design demonstrates technicalities discussed in this thesis with emphases on structure, cost and economical profitability of photovoltaic production.

The thesis also briefly introduces two solar power plants that are currently producing electricity for apartment buildings.

Present building costs are low enough to make solar photovoltaic system a cost-effective investment.

Key words: solar power plant, solar panel, productivity

SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	7
2	AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN KOMPONENTIT JA NIIDEN TOIMINTA	8
2.1	Aurinkokenno	8
2.2	Aurinkopaneelin materiaalit ja kennotyypit	10
2.3	Vaihtosuuntaaja eli invertteri.....	11
2.4	Keskukset ja niihin tehtävät muutokset	13
3	AURINKOSÄHKÖN TUOTANTOMAHDOLLISUUS.....	14
3.1	Aurinkovakio	14
3.2	Aurinkopaneelin hyötysuhde	16
3.3	Leveyspiirin vaikutus ja tuottopotentiaali.....	17
4	RAKENNUKSEN SIJOTTUMINEN	20
4.1	Katon ja harjan suunta	20
4.2	Maasto-olosuhteet ja kaavoitusmääräykset	20
5	SÄHKÖNTUOTANNON TAVOITTEET.....	22
5.1	Omakäyttö ja ylimäärän myynti.....	22
5.2	Laskuesimerkki	22
5.3	Yhtiön sähkönkulutus	23
5.4	Tuotetun sähkön jakaminen	24
5.5	Laitteiden valinta ja hankinta.....	25
6	TALOYHTIÖN JÄRJESTELMÄ.....	27
6.1	Rakennuksen sijoittuminen.....	27
6.2	Voimalan perustiedot.....	28
6.3	Toteutustapa.....	28
6.4	Taloudelliset vaikutukset	31
7	TOTEUTETTUJA RATKAISUJA	32
7.1	KOy Jyrkkälänpolku	32
7.2	Viikin asuinkerrostalo	32
8	POHDINTA.....	33
	LÄHTEET	34
	LIITTEET	36
	Liite 1 PVGIS Turku	37
	Liite 2. PVGIS Lybeck.....	38
	Liite 3. PVGIS Vantaa.....	39
	Liite 4. PVGIS Rovaniemi	40
	Liite 5. Amerisolar data sheet 1(2)	41

Liite 6. SUNNY TRIPOWER data sheet 1(4).....43

LYHENTEET JA TERMIT

Invertteri	Vaihtosuuntaaja, jolla tasasähköstä tehdään vaihtosähköä
Inkлинаaatiokulma	Kallistuskulma.
Suuntakulma	Etelästä poikkeava kulma. Negatiivinen etumerkki tarkoittaa itään päin poikkeutusta.
W_p	Watt-peak. Aurinkopaneelin huipputeho
CdTe	kadmium ja telluuri -kenno
CIGS	kupari, indium, gallium ja seleeni -kenno
ELV	Extra low voltage- pienenjännite
E	energia
m	massa
c	valon nopeus
P	teho
I	virta
R	vastus
U	jännite
E_d	keskimääräinen vuorokausituotto (kWh)
E_m	keskimääräinen kuukausituotto (kWh)
H_d	keskimääräinen paneelille tuleva vuorokautinen energiamäärä (kWh/m ²)
H_m	keskimääräinen paneelille tuleva kuukausittainen energiamäärä (kWh/m ²)
Irradianssi	Auringon säteilyn voimakkuus, W/m ²

1 JOHDANTO

Uusiutuva energia kiinnostaa yhä useampaa. Syitä tähän on useita. Energian hinta nousee, energiantuotannon kielteiset ilmastovaikutukset ja pyrkimys suurempaan omaavaraisuuteen, vain muutamia mainitakseni. Tämän työn tarkoituksena on antaa taloyhtiöille käytännöllinen lähestymismalli kun harkitaan oman sähköntuotannon aloittamista.

Käytännössä taloyhtiöille on toistaiseksi tarjolla vain yksi suoraan soveltuva sähköntuotantomalli, aurinkopaneelit. Muitakin tuotantomalleja on, mm tuulisähköä ja aurinkosähköä lämpövoimalamallilla, mutta niiden investointikustannukset ovat moninkertaiset ja ainakin taajamissa rakennuslupakäytännöt saattavat rajoittaa niiden hyödyntämistä. Tästä syystä tämä opinnäytetyö keskittyy aurinkopaneelituotantoon.

Taloyhtiöt tarjoavat hyvän lähtöalustan sähköntuotannolle. Niiden asukasmäärä mahdollistaa suuremman investoinnin jolloin voimalaitoksen koko saadaan merkittävästi suuremmaksi kuin yksityistaloudessa. Kerrostaloyhtiöiden kattopinnat tarjoavat useassa tapauksessa varjoista vapaan alueen, joka on hyötysuhteen kannalta tärkeää. Paneeleita voidaan sijoittaa kulutuksen painopisteen mukaiseen ilmansuuntaan tai jopa useampaan, jolloin tehoa saadaan koko päivän ajan ilman mekaanista käännekoneistoa. Korkeissa kerrostaloissa voidaan hyödyntää myös seinäpintoja. Toisaalta rivitaloyhtiöissä on runsaasti kattopinta-alaa jota voidaan hyödyntää.

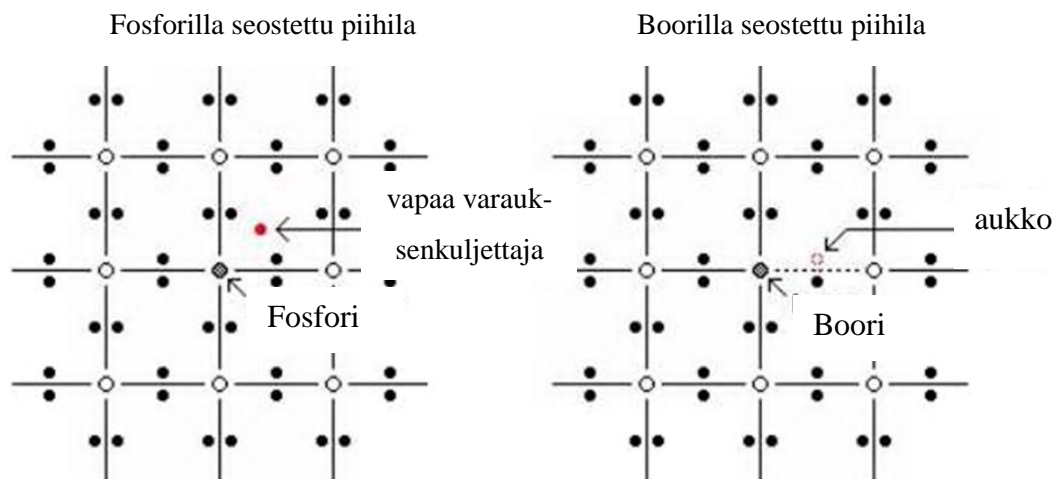
Sähköntuotanto Suomessa on voimakkaasti keskittynyttä. Pääosa sähkövoimasta tuotetaan ydinvoimalla sekä vesivoimalaitoksissa. Sähkön tuonti kulutushuippujen aikana on niin ikään keskittynyttä. Hyväkuntoinen ja riittäväksi mitoitettu siirtoverkko onkin avainasemassa, jotta tuotettu sähköteho saadaan toimitettua kuluttajille ja teollisuudelle. Sähkön pientuotannon lisääntyessä sähkön siirtomatkat lyhenevät, ja toisaalta jännitetasoa ylläpitävät paikallisetkin tuotantolaitokset. Tämä vähentää siirtolinjojen kuormitusta. Toisaalta siirtolinjoja tai muuntajakapasiteettia ei oikeastaan voida mitoittaa pienemmiksikään, koska sähkönkulutuksen huippulukemat koetaan kovimmilla pakkasilla, jolloin esimerkiksi aurinkosähkön tuotto on pienimmillään. Tämä aurinkovoiman kausiluonteisuus tuokin tulevaisuuden haasteen sähköenergian taloudellisen paikallisen varastoinnin kehittämiseen.

2 AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN KOMPONENTIT JA NIIDEN TOIMINTA

Aurinkosähköjärjestelmän kokoonpano vaihtelee riippuen siitä, mikä on tuoton tarkoitus. Kesämökin sähköntarvetta syöttävä, akulla varustettu järjestelmä vaatii aivan toisenlaisen laitteiston kuin taloyhtiön verkkoon kytkettävä järjestelmä. Tässä työssä keskitytään vain taloyhtiötason kokoonpanon mukaisiin järjestelmiin, joista toki osa on mukana myös pienemmissä järjestelmissä. Vaikka rajausta on yllä kuvattu, osin toimintaperiaatteet (esimerkiksi aurinkokenno) ovat samat pienasennuksissakin.

2.1 Aurinkokenno

Kenno on sähköntuotannon perusyksikkö. Sen yleisin valmistusmateriaali on tätä nykyä pii (Si) joka on puolijohdetekniikassa yleisesti käytetty aine. Sopivasti seostettuna se mahdollistaa auringonvalon muuttamisen sähkövirraksi. Kenno on puolijohdekomponentti, joka koostuu kahdesta eri tavoin seostetusta piilevystä. Yleisesti käytettäviä seosaineita ovat p-puolella boori (B), ja n-puolella fosfori (F). Piillä on ulkokehällään neljä valenssielektronia joilla piiatomien väliin syntyy kovalenttinen sidos. Kun puhtaan pihin sekoitetaan fosforia, jolla on viisi valenssielektronia, jää fosforin yksi elektroni kovalenttisen sidoksen ulkopuolelle vapaaksi varauksenkuljettajaksi. Boorilla on kolme valenssielektronia, jolloin yhden piiatomin kanssa sidos jää yhtä elektronia vajaan. Tällöin on muodostunut aukko, johon vapaa varauksenkuljettaja voi siirtyä.

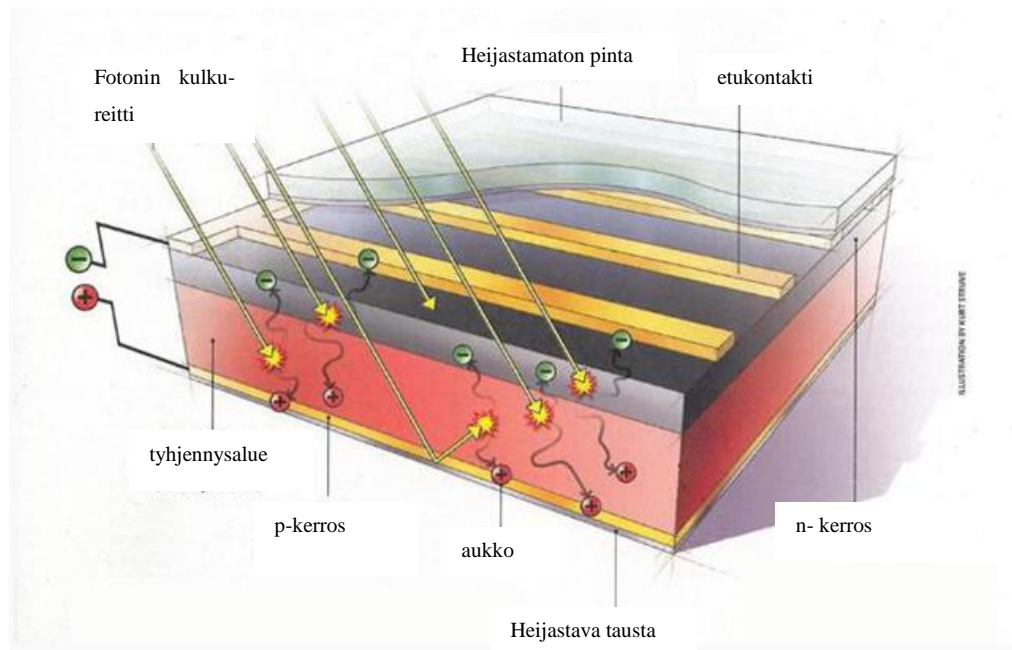


Kuva 1. fosforilla ja boorilla seostettu pihila.

lähde: <http://www.reuk.co.uk>

Yhteen liitettynä syntyy p-n -liitos, jonka p-puolella seostaminen on synnyttänyt ylimääräisiä tyhjiä elektronipaikkoja (kuvan 1 oikea puoli) ja n-puolella elektroneja on ylimäärä (kuvan 1 vasen puoli). Kun kappaleet yhdistetään, pyrkivät n-puolen ylimääräiset elektronit siirtymään p-puolen aukkoihin, ja kappaleet, jotka ennen yhdistymistä olivat varaukseltaan neutraalit, saavat kokonaisvarauksen. P-puolella varaus on negatiivinen sinne siirtyneistä ylimääräisistä elektroneista johtuen jonka vuoksi syntyy sähkökenttä, joka vastustaa negatiivisesti varautuneiden elektronien liikkumista ja lopulta estää lisäelektronien siirtymisen n-puolelta p-puolelle. Tällöin on saavutettu tasapainotila, ja kappaleiden rajapinnan molemmille puolille on syntynyt tyhjennysalue jossa ei ole vapaita varauksenkuljettajia eikä aukkoja. (Korpela, 2014.)

Tyhjennysalueen merkitys on aurinkosähköntuotannossa keskeinen. Mahdollisimman suuri osa auringonvalosta pyritään saamaan absorboitumaan tälle tyhjennysalueelle. Kun fotoni osuu tyhjennysalueelle, sen liikemäärä irrottaa atomin uloimmalta elektronikehältä elektronin ja syntyy johtavuuselektroni-aukko – pari, jonka uudelleenyhdistymisen eli rekombinaation edellä kuvattu sähkökenttä estää. Elektroni siirtyy sähkökentän työntämänä n-puolelle ja sähkövirta on syntynyt. (Korpela, 2014.)



Kuva 2. Aurinkokennon toimintaperiaate. Lähde www.seia.org

2.2 Aurinkopaneelin materiaalit ja kennotyypit

Aurinkopaneeli on rakenne joka muodostuu sarjaan kytketyistä kennoista, alumiinikihyksestä, karkaistusta suojalasista sekä kapselointifoliosta. Nämä osat kiinnittyvät taustalevyyn. (Erat, Erkkilä, Löfgren, Nyman, Peltola, Suokivi, 2008)

Aurinkopaneelisto muodostuu usean paneelin yhteenliittämisestä. Paneelit kytketään tarvittavan jännitteen saavuttamiseksi joko rinnan- tai sarjaan. Paneelien lukumäärällä valitaan voimalan haluttu teho. Yksittäinen paneeli on tavanomaisesti nimellisteholtaan $150W_p$ - $270W_p$. Tämä arvo kuvaa paneelin huipputehoa (Watt-peak) joka voidaan saavuttaa optimiolosuhteissa. Paneelien yleisin raaka-aine on pii (Si).

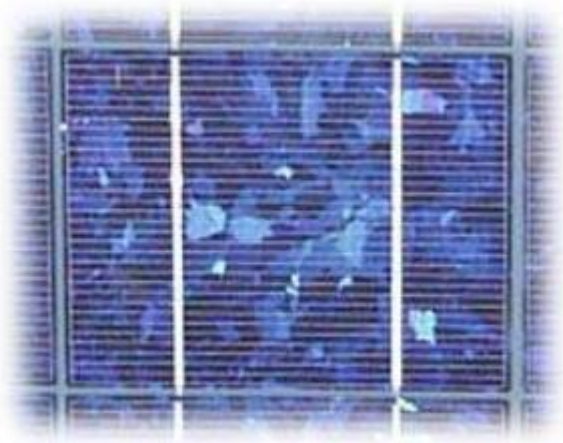
Yleisesti saatavilla olevat piikennot valmistetaan yksikiteisestä, monikiteisestä tai amorfisesta piistä. Yksikiteinen piikkenno on näistä monimutkaisin valmistaa, ja samalla sillä saavutetaan paras hyötysuhde, joka voi laboratorio-olosuhteissa ylittää 25 %:n. Yksikiteinen kenno on reunoistaan pyörästetty ja väriltään musta. (Erat, ym, 2008)



Kuva3. Yksikiteinen kenno.

Kuvan lähde: <http://suntekno.bonsait.fi>

Monikiteinen kenno valmistetaan valamalla, ja siinä atomien paikat ovat sattumanvaraisempia kuin yksikiteisessä kennossa. Tästä johtuu myös sen huonompi hyötysuhde, joka on laboratorio-olosuhteissa n 20 %. Monikiteinen kenno on väriltään sinertävä ja muoltaan suorakulmainen. Monikiteinen kenno on tällä hetkellä kennotyypeistä suosituin. (Erat ym 2008)



Kuva 4. Monikiteinen kenno.

Kuvan lähde: <http://suntekno.bonsait.fi>

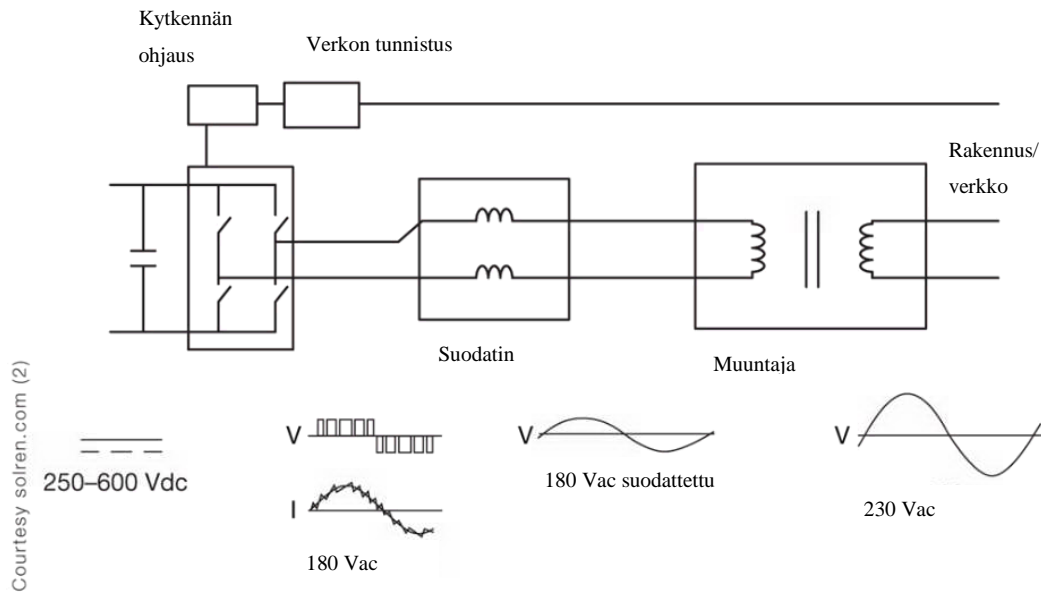
Amorfisesta piistä valmistettu kenno on ohuempi, kuin kiderakenteiset kennot, ja tästä syystä niihin tarvitaan vähemmän piitä. Toisaalta myös hyötysuhde on noin puolet yksikiteisen kennon hyötysuhteesta, joten pinta-alaa pitää kasvattaa jotta saadaan sama teho. Tämän kennotyyppin etu on se, että siitä voidaan valmistaa erivärisiä ja muotoisia paneeleita. (Erat ym, 2008)

Muista materiaaleista voidaan mainita kadmium ja telluuri (CdTe-kennot) sekä CIGS -kennot, joissa materiaali koostuu kuparista, indiumista, galliumista ja seleenistä. Tämä kennotyyppi on verrattain uusi, mutta Turkulainen Virte Solar tarjoaa kattopeltiin liimattua CIGS- paneelia, jonka asennus tapahtuu rakennuksen kattamisvaiheessa. Kennon hyötysuhde on noin 16 % ja valmistaja lupaa tuoton alenevan korkeintaan 20 % käyttöön otosta seuraavien 25 vuoden aikana. CIGS- kennoista on kertynyt kokemusta vain lyhyeltä ajalta. (Perälä, 2017)

2.3 Vaihtosuuntaaja eli invertteri

Aurinkopaneelin tuottama sähkö on tasasähköä, jonka tasajännite on kytkentätavasta riippuen tyypillisesti alle 120 V oleva pienoisjännite (ELV) (Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto STUL ry). Jotta se olisi käyttökelpoista taloyhtiössä jo käytettävien laitteiden kanssa, siitä pitää muodostaa vaihtosähköä. Tämä tapahtuu vaihtosuuntaajalla eli invertterillä.

Invertteri on tehoelektroniikalla toteutettu laite, joka kytkee siihen syötettyä tasajännitettä siten, että ulostulojännite on halutun muotoista ja taajuista vaihtosähköä. Alla olevassa esimerkissä invertteri on muuntajalla varustettu, mutta varsinkaan uudemmissa inverttereissä muuntajaa ei ole, vaan ulostulojännite ja -taajuus tehdään suoraan elektroniikalla. Tällä tekniikalla häviöt saadaan pienemmiksi.



Kuva 5. Vaihtosuuntaajan toimintaperiaate. Lähde:<http://solarprofessional.com>

Tämä syntynyt karkea vaihtojännite ohjataan suodatuksen jälkeen muuntajaan, joka muodostaa jännitteen ja aaltomuodon yleisen sähköverkon mukaiseksi. Sähkökatkon aikana invertterit eivät saa syöttää verkkoon päin tehoa, joten invertterin tulee katkaista syöttö katkoa aikana. Jos halutaan järjestelmä, joka toimii sähkökatkon aikana (saarekkeena) se vaatii toimiakseen akuston, josta katkoksen aikana syötetään yhtiöön sähköä. Kiinteistön sähkönkäytön tarpeisiin tarvittaisiin käytännössä suuri akusto, eikä sen hankkiminen ole välttämättä taloudellisesti kannattavaa. Verkkoon kytkettävien vaihtosuuntaajien tulee täyttää standardin SFS-EN-50438 – vaatimukset.

2.4 Keskukset ja niihin tehtävät muutokset

Erillisen keskuksen käyttö aurinkosähköjärjestelmän yhteydessä ei ole välttämätöntä. Kyt-
kentä voidaan tehdä suoraan kiinteistön keskukseseen, mutta jos järjestelmää aiotaan joskus
laajentaa, voi erillisen keskuksen käyttö olla perusteltua. Mikäli sähköenergiaa on tarkoitus
syöttää verkkoon, on mittarointia muutettava siten, että verkkoon virtaava teho voidaan
mitata. Tästä huolehtii sähköverkosta vastaava yhtiö.

Taloyhtiön aurinkovoimala on syöttöverkon kanssa rinnakkain. Tämä tarkoittaa sitä, että
kun varsinainen jakeluverkko ei esimerkiksi muuntajavian tai -huollon vuoksi syötä taloyh-
tiöön sähköä, aurinkovoimala voi tuottaa jännitteen muuntajalle asti. Tämä voi aiheuttaa
huoltohenkilökunnalle sähköiskun vaaran. Samoin taloyhtiön vastuulla oleva invertteri voi
vikaantua tai se voidaan joutua muusta syystä vaihtamaan. Siinä tapauksessa sekä verkon
että paneelien tuottama jännite pitää saada luotettavasti erotettua invertteriltä. Järjestelmä
pitääkin varustaa kahdella erotuskytkimellä, jolla järjestelmä voidaan luotettavasti erottaa
syöttöverkosta sekä paneelistosta. Verkkoyhtiöllä tulee olla pääsy kytkimelle, joka erottaa
aurinkovoimalan verkosta. Kysymykseen voi tulla esimerkiksi taloyhtiön pääkeskus.

Paneeleissa on yleisesti mukana teräksestä valmistetut liitäntäjohdot, joiden poikkipinta-
ala on tyypillisesti 4-6 mm². Näillä johtimilla paneelit kytketään toisiinsa joko rinnan-
tai sarjaan, halutun ulostulojännitteen ja -virran aikaansaamiseksi. Kaapeloinnin tulee
täyttää SFS6000-5-52 vaatimukset. Paneeliston johtimet tulee mitoittaa vähintään 1,25
kertaiseksi paneeliston suurimpaan oikosulkuvirtaan nähden, jolloin erillistä oikosul-
kusuojausta ei tarvita.

(Sähkötieto ry, 2017)

Kiinteistön maadoituselektrodille ei ole lisävaatimuksia. Paneeliston telineet suositel-
laan liitettäväksi potentiaalintasaukseen, joilla vähennetään vikatilanteissa sähköiskun
vaaraa.

Ylijännitesuojaus ei ole pakollinen mutta suositeltava ainakin paneelipiirin osalta. Tällä
suojataan invertteri ilmaston aiheuttamilta ylijännitteiltä.

(Sähkötieto ry, 2017)

3 AURINKOSÄHKÖN TUOTANTOMAHDOLLISUUS

Aurinkosähköstä puhuttaessa esitetään usein, että Suomessa aurinkosähkön tuotantomahdollisuus on samaa luokkaa kuin Pohjois-Saksassa. Näissä yhteyksissä ei kuitenkaan mainita, minkälainen se tuotantomahdollisuus on, ja kuinka pohjoiseen tämä ulottuu. Kuitenkin tämän asian selvittäminen on ensisijaisen tärkeää, jotta sähköntuotannon kustannus/tuotto – suhde saadaan selville, ja tätä myötä takaisinmaksuaika.

3.1 Aurinkovakio

Aurinko on vedystä (71 %) heliumista (27 %) sekä muista aineista (2 %) koostuva tähti, jota maa ja muut aurinkokuntamme planeetat kiertävät. Massaltaan aurinko on noin 333000 kertainen maapallon massan nähden ja halkaisijaltaan 109 kertainen. Tämän hetken tietojen mukaan auringon ikä on n 5 miljardia vuotta ja se on elinikänsä puolessa välissä. (Ursa ry)

Aurinko muodostaa säteilyenergiansa vedyn fuusioituessa heliumiksi. Auringon ytimen korkeassa paineessa ja lämpötilassa, 600 miljoonaa tonnia vetyä fuusioituu joka sekunti 596 miljoonaksi tonniksi heliumia. 4 miljoonaa tonnia materiaa sekunnissa muuttuu energiaksi. Suhteellisuusteorian mukaan massa muuttuu energiaksi seuraavan kaavan mukaisesti.

$$E = mc^2 \quad (1)$$

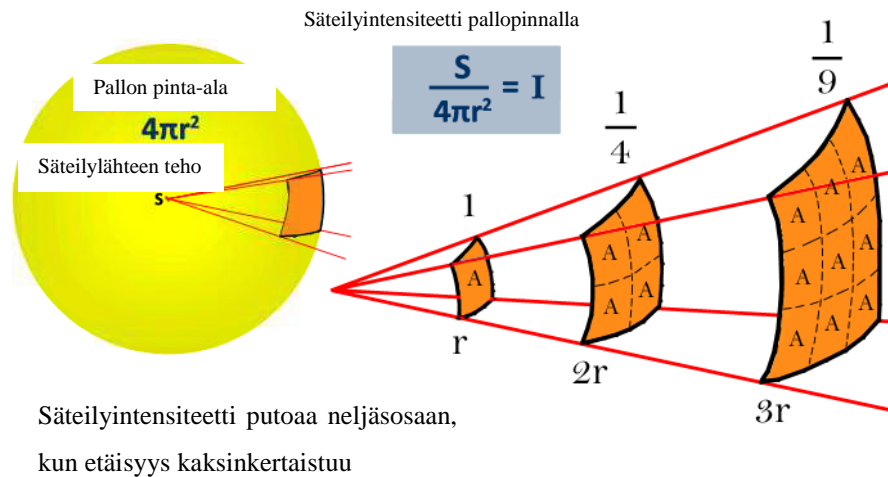
, jossa

E on syntynyt energia

m on energiaksi muuttuva massa

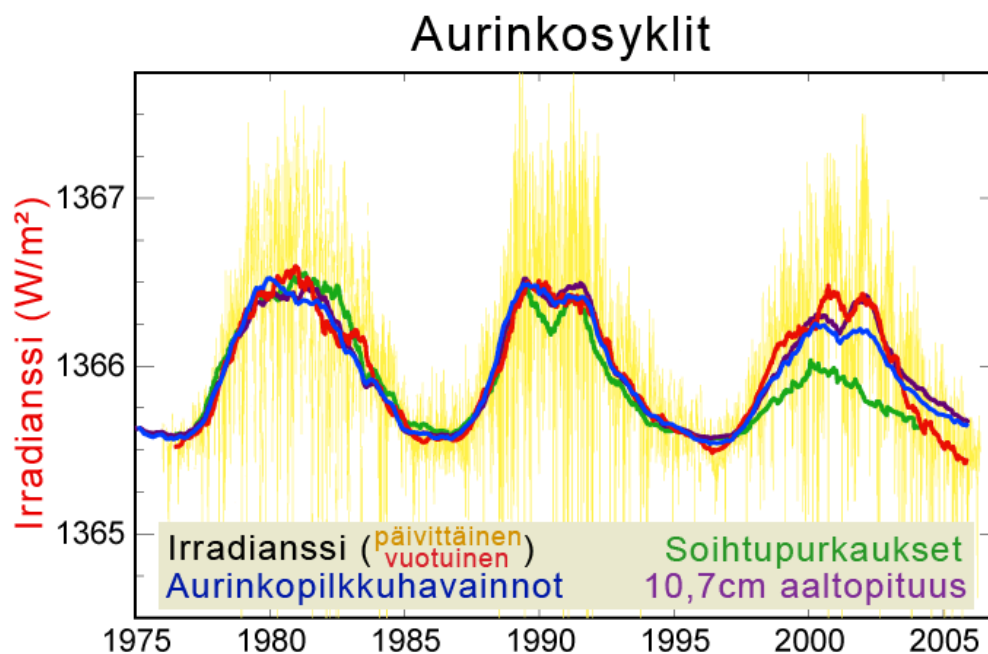
c on valon nopeus

Auringon tehoksi saadaan siis noin $3.6 \times 10^{26} \text{ W}$. Tämä teho säteilee avaruuteen ja jakautuu alati laajenevalle pallopinnalle. (Korpela 2014.)



Kuva 6. Säteililytehon vaimeneminen etäisyyden kasvaessa. <https://techforspace.com>

Saavuttaessaan maapallon ilmakehän ulkorajan tehoksi määritellään keskimäärin 1367 W/m^2 . Tästä tehosta käytetään nimitystä aurinkovakio. Maapallolle lankeaa auringosta tehoa keskimäärin siis tuon aurinkovakion verran. Osa tehosta siroaa ilmakehästä ja pilvistä takaisin avaruuteen, osa jää ilmakehään, ja maan pinnalle päätyy noin 1000 W/m^2 . Aurinkovakion vaihtelu on muutaman promillen luokkaa ja siihen vaikuttaa auringonpilkkujen määrä sekä maan ja auringon välimatkan vaihtelu. (Korpela, 2014)



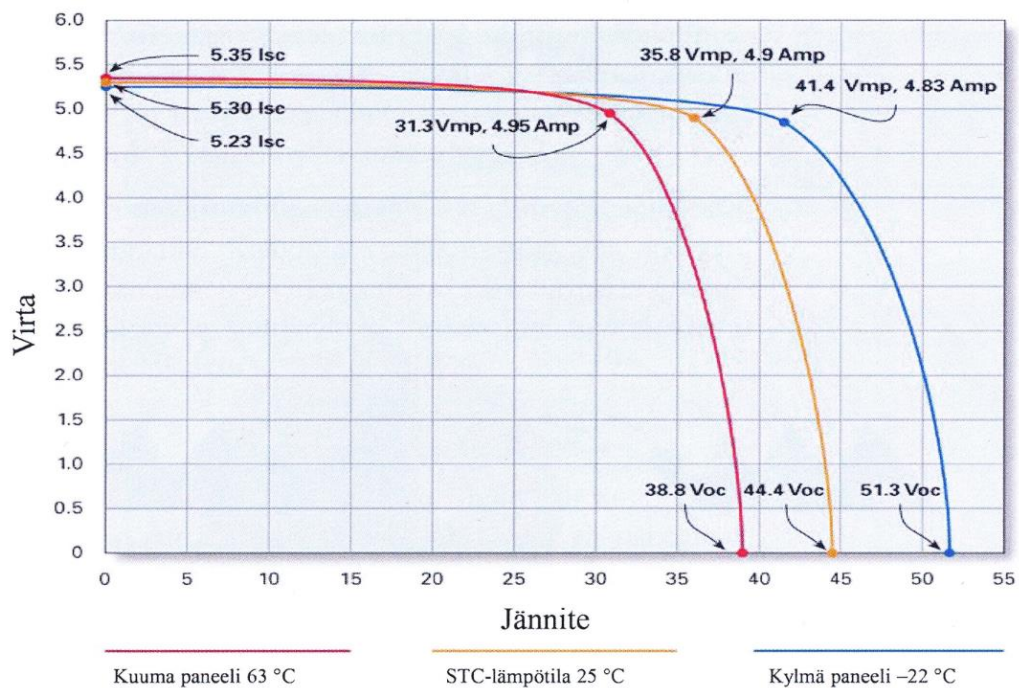
Kuva7. Aurinkovakion vaihtelu. Lähde: Wikipedia

Kuva 7 esittää ilmakehän ulkoreunalle saapuvan auringonsäteilyn vaihtelua. Kolmenkymmenen vuoden aikana vaihtelu on ollut vain noin 1W.

3.2 Aurinkopaneelin hyötysuhde

Aurinkopaneelit ovat olleet voimakkaan kehitystyön kohde, ja uusimmilla paneeleilla saadaan jo yli 40 % hyötysuhde. Kaupallisesti saatavilla olevissa paneeleissa käytännön hyötysuhteet ovat 13–16% välillä. (Kauranen, 2012). Hyötysuhteeseen vaikuttaa eniten se, että useimmat kennot voivat hyödyntää vain osaa aallonpituuksista. Samoin paneelin heijastukset sekä lämpeneminen heikentävät hyötysuhdetta. Kennomateriaaleja parannetaan koko ajan, mm kerrostekniikalla, jossa eri materiaaleista kerrostettu kennomateriaali pystyy hyödyntämään auringonvalon spektriä laajemmin. Paneelien asennus siten, että ilma kiertää niiden molemmiin puolin vapaasti, vähentää lämpenemisen aiheuttamaa hyötysuhteen laskua. Aalto-yliopistossa professori Hele Savin työryhmineen on kehittänyt nanoteknologiaan perustuvan heijastusten vaikutusta vähentävän pintarakenteen.

Paneelin hyötysuhteeseen vaikuttaa myös lämpötila sekä paneelin ikä. Lämpötilan vaikutus paneelista saatavaan tehoon ilmenee parhaiten alla olevasta kuvasta 8.



Kuva 8. Lämpötilan vaikutus paneelin tuottoon. (Sähkötieto ry, 2017)

Kuva 8 havainnollistaa lämpötilan vaikutusta paneelin tuottoon. Kylmän paneelin (-22 °C) tuottama teho on maksimitehopisteessä 199,6 W kun 63°C lämmin paneeli tuottaa 154,8W.

Ikääntyessään paneelin tuottokyky pienenee noin 0,3-1 % vuodessa. (Käpylehto, 2016) Yhden prosentin alenemalla tämä merkitsee tuoton putoavan n 88 %:n alkuperäisestä 15 vuodessa ja 30 vuoden jälkeen tuotto on n 76 %. Yleisesti alenemana pidetään 0,5 % vuodessa, jolloin vastaavat tuotto prosentit ovat 94 % ja 87 %.

3.3 Leveyspiirin vaikutus ja tuottopotentiali

Auringon säteilyintensiteettiin, ja siten myös paneelin tuotto-odotukseen vaikuttaa sijainti maapallolla. Suomen olosuhteissa aurinko on kesäaikaan korkealla ja säteilykulma muuttuu nopeasti keväällä ja syksyllä. Alla esitetyt esimerkit on laskettu PVGIS- ohjelmalla, vertailukaupunkeina Turku ja Lybeck. Suomen korkeudella marras- joului- ja tammikuun tuotto on erittäin pieni, johtuen lyhyestä päivästä ja auringon matalasta kulmasta. Joulukuun osalta paneeli tuottaa vain 0,33 kWh päivää kohti. Laskelmasta näkee todeksi myös väitteen, että Pohjois-Saksan ja Etelä-Suomen aurinkosähkön tuotantomahdollisuudet ovat samaa luokkaa

Seuraavalla sivulla olevaan taulukkoon 1 on koottu PVGIS- ohjelman laskennan tulokset vertailua varten. Kyseessä on kiinteästi asennettu, nimellisteholtaan 1kW:n paneeli joka Turussa on asennettu 41° kallistuskulmaan (inklinaatio) ja suuntakulmaan 0°, eli suoraan etelään. Lybeck:ssä vastaavat kulmat ovat 38° (kallistuskulma) ja -1° (suuntakulma) eli paneelia on poikkeutettu yhden asteen verran itään.

Taulukko 1. Turun ja Lybeckin tuotantoluvut.

	Turku	Lybeck	Turku	Lybeck	Turku	Lybeck	Turku	Lybeck
Kuukausi	E_d	E_d	E_m	E_m	H_d	H_d	H_m	H_m
Tammi	0,56	0,81	17,4	25,2	0,64	0,96	19,9	29,8
Helmi	1,72	1,47	48,1	41,3	2,01	1,76	56,2	49,4
Maalis	2,59	3,00	80,4	92,9	3,14	3,72	97,5	115
Huhti	3,79	4,06	114	122	4,79	5,24	144	157
Touko	4,37	4,22	135	131	5,76	5,55	179	172
Kesä	4,23	4,11	127	123	5,72	5,54	172	166
Heinä	4,17	4,02	129	124	5,71	5,46	177	169
Elo	3,33	3,55	103	110	4,51	4,77	140	148
Syys	2,46	2,98	73,7	89,3	3,19	3,90	95,8	117
Loka	1,35	2,25	41,9	69,7	1,67	2,84	51,7	88,1
Marras	0,57	1,04	17,1	31,2	0,68	1,26	20,3	37,9
Joulu	0,32	0,65	10,1	20,3	0,38	0,78	11,7	24,2
Vuotuinen keskiarvo	2,46	2,68	74,8	81,7	3,19	3,49	97,0	106
Koko vuoden summa			898	980			1160	1270

E_d on keskimääräinen vuorokausituotto (kWh)

E_m on keskimääräinen kuukausituotto (kWh)

H_d on keskimääräinen paneelille tuleva vuorokautinen energiamäärä (kWh/m²)

H_m on keskimääräinen paneelille tuleva kuukausittainen energiamäärä (kWh/m²)

Inkлинаatiokulma on kallistuskulma, jolla paneelia poikkeutetaan vaakatasosta

Suuntakulma on astemäärä, jolla paneelia poikkeutetaan etelän suunnasta.

Ohjelmalla on laskettu myös tuotto-odotus Rovaniemelle. Samoilla lähtöarvoilla laskettaessa vielä Rovaniemellä oli saavutettavissa 805 kWh:n vuosituotanto. Pohjois-Suomessakin on siis vielä riittävästi auringonpaistetta aurinkosähkön tuottamiseen, mutta talviaikainen tuotto on käytännössä nolla talvikuukausien (marras-joulu-tammi) ajan. Rovaniemen osalta laskentatulokset on esitetty vain liitteessä 4. Yllä olevaan taulukkoon

kootut tiedot on esitetty liitteissä 1 (Turku) ja 2 (Lybeck), joissa on esitetty tarkemmat laskentakriteerit.

4 RAKENNUKSEN SIJOTTUMINEN

4.1 Katon ja harjan suunta

Hyötysuhteen kannalta on merkittävää, miten suoraan aurinkoenergia pääsee paneelille. Korkeissa kerrostaloissa, varsinkin tasakattoisissa, on suhteellisen helppoa sijoittaa paneelit siten, että valo lankeaa niihin esteettä. Asennuskulmat voidaan säätää optimaaliksi ja haluttaessa asentaa paneelista kääntävä koneisto. Rivitaloyhtiöissä on syytä tarkastaa huolellisesti lappeen suunta, jotta paneeliston tuotto olisi riittävä. Taloyhtiöillä on toki muitakin vaihtoehtoja paneelien sijoittamiseen, mikäli asuinrakennus ei siihen sovellu. Autokatokset, huoltorakennukset ja läheisyydessä oleva joutomaa voivat olla parempiakin vaihtoehtoja. Varsinkin korkeissa kerrostaloissa (kuva 9) on mahdollista sijoittaa paneelit seinäpinnalle, tällainen esimerkki löytyy esimerkiksi Turun Jyrkkälästä.



Kuva 9. Aurinkopaneelisto Turkulaisen kerrostalon seinäpintana. Huomaa läheisen rakennuksen aiheuttama alimman paneelirivin varjostus. Kuva Jussi Satokari 2018

4.2 Maasto-olosuhteet ja kaavoitusmääräykset

Kaikki varjostus paneelille joko heikentää hyötysuhdetta tai tekee tuotannosta kannattamatonta. Korkea puusto, kallioid ja ympäröivät rakennukset tulee ottaa huomioon suunnittelussa samoin kuin rakennuksen omat varjostukset. Ennen investointipäätöstä kannattaa myös tarkastaa mitä on suunnitteilla lähiympäristöön. Korkea rakennus saat-

taa varjostaa paneelistoa ja tehdä sähköntuotannosta vain haaveen. Näitä tietoja voi tiedustella kunnan tai kaupungin kaavoituksista vastaavalta virastolta.

Varsinkin matalissa rivitaloyhtiöissä voi rakennuksen ulkonäkö muuttua paneelien sijoittamisesta johtuen. Lappeen kulma voi olla riittämätön tehokkaan tuotannon aikaansaamiseksi ja silloin paneelit pitäisikin asentaa lapetta jyrkempään kulmaan. Uusissa taloyhtiöissä tämä voidaan ottaa huomioon jo rakennuksen suunnitteluvaiheessa ja optimoida kattokulma aurinkosähköä silmälläpitäen. Tällöin paneelisto on jo alusta saakka osa talon julkisivupintaa. Kaavamääräykset tulee joka tapauksessa tarkastaa jo suunnitteluvaiheessa. Esimerkiksi pääkaupunkiseudun kaupungeissa aurinkosähköjärjestelmät on vapautettu toimenpideluvista, kun kiinteistö ei ole suojeltu eikä sijaitse kaupunkikuvan kannalta tärkeällä alueella (Käpylehto, 2016).

5 SÄHKÖNTUOTANNON TAVOITTEET

Ensimmäisiä asioita mitä pitää määritellä, on sähköntuotannon tavoite. Tämä määrittää paneeliston koon, tarvittavien asennustarvikkeiden määrän, invertterin koon jne. Toisin sanoen tämä päätös ratkaisee investoinnin taloudellisen kannattavuuden, joka useimmissa tapauksissa on ratkaiseva seikka.

5.1 Omakäyttö ja ylimäärän myynti

Laitteisto voidaan mitoittaa niin, että koko tuotanto käytetään omassa kiinteistössä eikä ylijäämää synny. Takaisinmaksuaika riippuu silloin kokonaisuudessaan yleisestä sähkön toimitushinnasta. Jokainen itse tuotettu kilowattitunti säästää siis juuri sen verran, mitä se toimitettuna maksaisi (sähkön hinta + siirtokulut + verot). Aurinkovoimala ei siis tuota rahaa yhtiölle, vaan vähentää sen kulutusta pienempien sähkölaskujen muodossa.

Voimala voidaan myös rakentaa omaa käyttöä suuremmaksi, jolloin tuotetaan sähköä yli oman tarpeen. Tämä ylijäämä voidaan joko luovuttaa verkkoyhtiölle vastikkeetta tai myydä se markkinahintaan. Kumpikin vaihtoehto edellyttää sopimuksen tekoa verkkoyhtiön kanssa. Puhtaaseen omakäyttöön verrattuna laitteisto on suurempana kalliimpi ja takaisinmaksuaika pitenee koska myydystä sähköstä saa vain energian hinnan. Jos tulevaisuuden tarpeissa näkyy kulutuksen lisääntyminen, voi ylimitoittaminen olla kannattavaa. Ylimitoitus voi olla kannattavaa myös silloin, jos päiväaikaan taloyhtiössä on käytössä jokin suuri kuluttaja, jonka tarvitsema teho pitäisi muuten ostaa. Tällainen voisi olla esimerkiksi rakennuksen jäähdyttämiseen käytetty laitteisto.

5.2 Laskuesimerkki

Taloyhtiö päättää sijoittaa aurinkopaneelituotantoon. Mallissa A laitteisto mitoitetaan tarkasti omakäytön mukaan ja mallissa B 1.5 kertaiseksi. Yhtiön vuotuinen omakäyttö on esimerkissä 28000 kWh. Koska ylijäämää ei mallissa A haluta syntyvän, laitteisto mitoitetaan tuottamaan korkeintaan 28000 kWh ja malli B 42000 kWh. Lasketaan syntyvä säästö arvoilla 15 c/kWh (sähkö siirtokuluineen) ja 5 c/kWh (pelkkä sähkön hinta). Laskelmassa käytetyt arvot ovat vain laskuesimerkkiä varten, eivätkä heijasta todellisia kulutuslukemia eivätkä energian hintatasoa. Laskelmassa on otettu huomioon ainoastaan laitteiston hankintakulut, jotka ovat todellisia ajankohdan mukaisia kuluja. Kun

laskelmiin otetaan mukaan lainanhoitokulut sekä asentamiseen ja käyttöönottoon liittyvät kulut, takaisinmaksuaikojen ero kasvaa.

Taulukko 2. laskuesimerkin tulokset

Teho	A: 30 kWp	B: 45 kWp
paneelien lukumäärä	110x275	165x275
Paneelien hinta €	16500	24750
invertterien hinta €	7950	13250
kokonaishinta €	24450	38000
Vuotuinen sähköntuotto kWh	27900	41900
Vuotuinen säästö €	4185	4185
Vuotuinen tuotto €	0	700
kokonaissumma/vuosi €	4185	4885
takaisinmaksuaika	5 v 10 kk	7 v 10 kk

Suurin hyöty järjestelmästä saavutetaan takaisinmaksuajan näkökulmasta silloin, kun tuotettu sähkö käytetään itse.

5.3 Yhtiön sähkönkulutus

Sähkönkulutus taloyhtiöissä jakaantuu kahteen osaan. Yhtiön osakkaat kuluttavat päivittäisessä elämisessään sähköä valaistukseen, ruoanlaittoon ja kodin elektroniikkaan. Joissakin asunnoissa voi olla sauna. Toinen sähkönkuluttaja on yhtiö itse. Porraskäytävän valaistus kerrostalossa, ulkoalueiden valaistus, hissi, kylmähuone, sauna ja ilmanvaihto. Yhtiö itsessään on siis merkittävä sähkönkäyttäjä.

Kiinteistösähkön kulutus

Taloyhtiö 1



Taloyhtiö 2



Kuva 10, Kiinteistösähkön kulutus. Kuva Motivan verkkosivulta (www.motiva.fi)

5.4 Tuotetun sähkön jakaminen

Paneeliston tuotto voidaan jakaa taloyhtiön hallituksen päättämällä tavalla. Vaihtoehtoja on useita, jaetaan sähkö asukkaiden huoneistojen käyttöön tai käytetään se tiukasti taloyhtiön kulutuslaitteiden tarpeisiin. Vaihtoehtoja löytyy rajattomasti siltä väliltä.

Asuntokohtainen käyttö vaikuttaa houkuttelevalta, koska huoneistokohtainen sähkölasku tällöin pienenee. Koska taloyhtiö tyypillisesti pitää sisällään erisuuruisia asuntoja, ja varmasti erilaisia sähkönkulutustottumuksia pitäisi tasapuolisuuden saavuttamiseksi tuotettu energia syöttää asuntokohtaisen mittarin läpi. Jokaisessa huoneistossa olisi silloin kaksi sähkömittaria verkkoyhtiön, sekä taloyhtiön. Kukin asukas sitten maksaisi taloyhtiölle käyttämänsä aurinkosähkön määrän mukaan. Tämä ratkaisu olisi tasapuolinen, koska kukin maksaisi käyttönsä mukaan, mutta vaatii ylimääräiset mittarit jokaiseen huoneistoon. Taloyhtiön pitää myös huolehtia laskutuksesta.

Suosittelavampi ratkaisu on käyttää koko tuotanto taloyhtiön tarpeisiin. Ilmanvaihtolaitteet, kylmäkoneet ja kiertovesipumput käyvät koko ajan, ja merkittävä osa niiden vuotuisesta sähköntarpeesta voidaan tuottaa itse. Tässä ratkaisussa yhtiön osakas saa hyödyn pienempänä yhtiövastikkeena. Tämä ajatus lienee myös helpompi markkinoida asukkaille, koska investointikulut jakaantuvat omistussuhteiden mukaisesti, ja tässä käyttömallissa myös hyöty tulee suhteessa omistusosuuteen. Kenenkään ei tarvitse harmitella, käyttääkö naapuri enemmän sähköä kuin hänen osuutensa olisi. Samalla tavalla, jos sähköä päätetään myydä, tuotto tulee taloyhtiölle, ja sillä voidaan alentaa vastikkeitä, tai käyttää raha investointeihin tai vaikkapa taloyhtiön lainojen maksumun.

Usein taloyhtiö koostuu useasta erillisestä rakennuksesta. Näissä voi olla erillisiä asuinrakennuksia, huoltorakennuksia ja autokatoksia. Näitä kaikkia kannattaa tutkia myös siinä merkityksessä, että ovatko rakennusten suunnat siten, että energiaa on mahdollista saada pidempään päivänkierrossa. Esimerkiksi itään suuntautuva lape antaa sähköä jo aamupäivällä, etelään suuntautuva päivällä ja vielä loppupäivän säteet saadaan talteen läntisiltä suunnilta. Tällöin useampi rakennus voi saada hyötyä paremmin kuin yksinään.

Taloyhtiössä kytkentä tehdään suoraan talon verkkoon, kaikkiin kolmeen vaiheeseen. Tämä edellyttää sopivan kokoisen vaihtosuuntaajan hankkimista tai useamman pienemmän. Usean vaihtosuuntaajan hankkiminen voi olla kannattavaa. Kokonaisteho voidaan saavuttaa pienemmällä investoinnilla ja vika- tai rikkoutumistilanteessa voidaan jäljellä olevilla suuntaajilla edelleen hyödyntää aurinkosähköä. Paneeleiden sijoittaminen eri ilmansuuntiin myös edellyttää useamman invertterin hankintaa. Tasajännitejärjestelmää, jollaisia käytetään esimerkiksi kesämökeillä, ei käytännön syistä voi käyttää. Tämä edellyttäisi ylimääräisten johtojen asentamista tasajännitteelle ja sopivia sähkölaitteita sille. Matala jännite tarkoittaa myös korkeaa virtaa, ja siis myös suurta lämpöhäviötä johtimissa. Ylimäärän myyminen olisi myös mahdotonta.

Asuntojen ottaminen kulutukseen mukaan lisää todennäköisyyttä, että tuotettu sähkö kulutetaan kiinteistössä, eikä sitä tarvitse myydä. Tämä tuo mukanaan myös mahdollisuuden kasvattaa voimalan kokoa, joka yleisesti ottaen laskee tuotetun energian hintaa. Tällaisessa tapauksessa olisi viisainta siirtyä takamittarointiin, joka käytännössä tarkoittaa sitä taloyhtiö laskuttaa sähkövastikkeena asuntokohtaisen kulutuksen. Tämä vaatii yksimielisen päätöksen, koska osakkaat ja asukkaat luopuvat sähkömarkkinalain mukaisesta oikeudestaan valita sähköntoimittaja. Sähköntoimittaja on tällöin taloyhtiö. (Käpylehto, 2016)

5.5 Laitteiden valinta ja hankinta

Laitteiston ja urakoinnin hankkimisessa on useita hyviä vaihtoehtoja. Jos taloyhtiön asukkaissa on rakennus- LVI tai sähköalan ammattilaisia, kannattaa mahdollisuuksien mukaan hyödyntää näitä kanavia. Voidaan saavuttaa merkittäviä säästöjä laitteiden hinnassa, suunnittelu voidaan toteuttaa osin tai kokonaan omin voimin ja usein on jo tietoa alueen eri toimijoiden kyvystä ja luotettavuudesta.

Kokonaan urakkaa ei kylläkään kannata oman väen voimin toteuttaa. Vastuu- takuu ym. kysymykset voivat aiheuttaa taloyhtiössä niin paljon eripuraa, että saavutettu taloudellinen etu ei sitä korvaa.

Yhtiö voi valita niin sanotun avaimet käteen -toimituksen, jossa kokonaisurakka sisältää laitteiston mitoituksen, hankinnan, toteutuksen ja käyttöopastuksen. Tämä on varmuudella vaivattomin vaihtoehto, jos taloyhtiö vain osaa kilpailuttaa oikealla tavalla. Yksi vaihtoehto on myös palkata konsultti hoitamaan urakan käytännön osuus. Tässä mallissa

taloyhtiö budjetoit hankkeen, valitsee konsulttiyrityksen, joka puolestaan hoitaa kilpailutuksen. Näistä sitten valitaan sopivin (yleensä halvin) ja toteutetaan urakka. Konsulttiyhtiön kanssa voidaan myös sopia, että syntynyt säästö jaetaan taloyhtiön ja konsulttiyhtiön kesken, joka tietenkin kannustaa konsulttiyhtiötä tekemään tarkempaa työtä kilpailutuksessa.

6 TALOYHTIÖN JÄRJESTELMÄ

6.1 Rakennuksen sijoittuminen

T2h- rakennusyhtiö rakentaa Vantaan Asolaan 59 huoneistoa käsittävän kerrostalon. Yhtiön kiinteistö-osan ottotehoksi on laskettu 56 kW.



Kuva 11. Asemakaavapiirros Vantaan Kaiku. Kuvan lähde T2h -rakennus.

Asunto Oy Vantaan Kaiku sijoittuu pitkittäin lähes pohjois-eteläsuuntaan, mikä antaa paneelistolle otollisen asennusmahdollisuuden. Pitkä kattoalue mahdollistaa paneelien riittävän väljän asettelun, jolloin ne eivät varjosta toisiaan. Rakennuksen eteläpuolella kulkee tie, joten varjostavia rakennuksia ei ole odotettavissa. Lisäksi tien eteläpuolella on jo valmis matala kerrostalo, joka ei aiheuta varjostusta.

Vantaan kaupungin rakennusjärjestyksen pykälän 21 a § mukaan ”vapautukset toimenpideluvan hakemisesta kaikilla tonteilla...4) ilmalämpöpumpun, maalämpöpumpun ja aurinkokeräimen sijoittaminen rakennukseen, rakennelmaan tai pihamaalle”. Aurinkopaneelien voidaan perustellusti ajatella kuuluvan tähän ryhmään. Voimalan paneelit voidaan siis sijoittaa noudattaen voimassa olevan asemakaavan määräyksiä ja kyseiseen rakentamiseen liittyviä säännöksiä (Vantaan kaupungin rakennusjärjestys, 2011)

6.2 Voimalan perustiedot

Kiinteistöosan ottotehoksi on laskettu 56 kW. Lasketaan voimalaitos, joka tuottaisi 20 kVA:n tehon, jotta koko tuotettu sähkö saadaan käytettyä kiinteistön tarpeisiin. Esimerkin voimala on kuvitteellinen ja sen tarkoitus on konkretisoida aiemmin kuvattuja asioita.

PVGIS- ohjelmalla saadaan vuotuiseksi tuottopotentialiksi 17100 kWh, kun asennetaan nimellisteholtaan 20kW:n tehoinen paneelisto. Keskimääräinen päivittäinen tuotto on 47 kWh ja vaihtelee joulukuun 5,46 kWh:n ja toukokuun 84 kWh:n (toukokuu) välillä (liite 3). Kun koko tuotanto käytetään itse, voidaan saavuttaa n 2052 € vuotuinen säästö jos toimitetun sähköenergian hinta on 12c/kWh. Koska paneelien tuotto vähenee ajan myötä (noin 0,5 % vuodessa) säästö on 35 kuluttua 1730 € nykyisellä rahan arvolla ja sähköenergian hinnalla.

Vuonna 2016 toteutettujen keskikokoisten järjestelmien (10kW-250kW) kokonaishankintahinta oli 1000–1300 €/kW (Sähkötieto ry, 2017). Tällä laskutavalla saadaan voimalan hinnaksi 20000–26000€.

6.3 Toteutustapa

Aurinkovoimalaan tarvitaan 74 kpl 270 W:n tehoisia paneeleita. Valitaan paneeliksi Amerisolar AS-6P30, jonka ulkomitta on 1640mm x 992mm. Paneelit sijoitetaan 4 kpl rinnakkain, jolloin tilaa menee leveyssuunnassa noin 7 metriä. Katon leveys on noin 13 metriä, joten sivuille jää riittävä kulkutila. Paneelirivistöjen välinen etäisyys lasketaan kaavalla:

$$L_{min} = X \times \frac{\sin \omega}{\tan \alpha} + \cos \omega \quad (2)$$

jossa

L_{min} on paneelirivien välinen etäisyys

X on paneelin korkeus, 0,992m

ω on paneelin kallistuskulma 40°

α on säteilyn tulokulma 30° . Kulma on Etelä-Suomessa tätä suurempi
Maaliskuusta Syyskuuhun

$$L_{min} = 0,992m \times \frac{\sin(40^\circ)}{\tan(30^\circ)} + \cos(40^\circ) = 0,84m$$

Paneelirivien väliksi saadaan siis 0,84 m, jolloin katolta tarvitaan tilaa noin 16 m. Katto on noin 37 m pitkä, joten voimalaa voidaan tulevaisuudessa laajentaa, tai rivien välistä etäisyyttä voidaan kasvattaa, joka lisää sähkön tuotantoa ennen maaliskuuta sekä syyskuun jälkeen. Vaihtoehtoisesti voidaan asentaa itsenäinen paneelirivistö joko itään tai länteen, riippuen taloyhtiön sähkönkäytön ajoittumisesta.

Taulukko 3. Amerisolar AS-6P30 -paneelin tekniset tiedot.

Nimellisteho (P_{max})	270 W
Tyhjäkäyntijännite (V_{oc})	38,4 V
Oikosulkuvirta (I_{sc})	9,06 A
Maksimitehopisteen jännite (V_{mp})	31,1V
Maksimitehopisteen virta (I_{mp})	8,69 A
Toimintalämpötila-alue ($^\circ\text{C}$)	$-40^\circ\text{C} - +85^\circ\text{C}$
Järjestelmän maksimijännite	1000 V DC

Ominaisuudet on määritelty säteilyvoimakkuudella 1000 W/m^2 kennon lämpötilan ollessa $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Valmistajan antamat tekniset tiedot (data sheet) ovat liitteenä 5. Paneelisto tuottaisi rinnan kytkettynä maksimitehopisteessä virran, joka on paneelien yhteenlaskettu virta, 643 A. Koska virtalämpöhäviöt seuraavat kaavaa,

$$P = I^2 \times R \quad (3)$$

jossa

P on häviöteho

I on järjestelmän virta

R on piirin vastus

on selvää, ettei tällainen kytkentä kannata. Pienelläkin vastuksella kaapelointiin häviäisi kohtuuttomasti tehoa. Paneeleita kannattaa tässä tapauksessa kytkeä sarjaan ja muodostaa sellainen jännite, jonka valittu invertteri kestää.

Vaihtosuuntaajia voidaan valita yksi tai useampi. Monen invertterin järjestelmässä on se hyöty, että paneelisto voidaan jakaa useampaan ryhmään, joita voi suunnata eri ilman-suuntiin sen mukaan, mikä kiinteistön sähkönkäytölle on edullisinta. Koska järjestelmän nimellisteho on noin 20 kW, valitaan kaksi SMA SUNNY TRIPOWER 12000TL -invertteriä. Niiden yhteenlaskettu teho on 24 kVA, joka on hieman ylikokoinen paneelistoon nähden, mutta mahdollistaa voimalan kasvattamisen. Tämän invertterin suurin sallittu syöttöjännite on 1000V. Koska paneelin tyhjäkäyntijännite on 38,4 V voidaan niitä kytkeä sarjaan korkeintaan 26 kpl.

Valitussa invertterissä on mahdollisuus kahteen DC -sisääntuloon, joten jaetaan paneelit neljään ryhmään. Kahteen 19 kpl ryhmään ja kahteen 18 kpl ryhmään. Ryhmän paneelit kytetään sarjaan ja samankokoiset ryhmät aina yhden invertterin sisääntuloihin. Tällöin saavutetaan 19 paneelin osalta 729,6 V tyhjäkäyntijännite ja 18 paneelin osalta 691,2 V. Kummassakin tapauksessa invertteriin syötettävä DC- virta on suuruudeltaan paneelin maksimitehopisteen virta, 8,69 A. Tämä virta on jo niin pieni, että merkittävää häviötä ei synny paneelien ja invertterien välisessä johdotuksessa. Paneelien tuottama DC- sähkö siirretään aurinkopaneelikaapeleilla inverttereille.

Tässä kohteessa invertterit sijoitetaan sähköpääkeskukseen, joka sijaitsee rakennuksen alimmassa kerroksessa. Invertterin tuottaman virran suuruus lasketaan kaavalla:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U} \quad (4)$$

jossa

I on virta

P on invertterin teho

U on ulostulojännite

$$I = \frac{10000 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 400 \text{ V}} = 14,4 \text{ A}$$

Valitaan kaapeliksi MMJ 5x4 mm², jonka kuormitettavuus on uppoasennettuna 24 A (asennustapa A). (Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto STUL ry, 2012). Kaapeli valittiin hieman ylikokoiseksi tulevaisuuden laajennusmahdollisuutta varten. Turvakytkimet sijoite-

taan invertterien läheisyyteen. Paneelien alumiiniset asennustelineet yhdistetään toisiinsa ja IV- konehuoneen lisäpotentiaalintasauskiskoon.

6.4 Taloudelliset vaikutukset

Investoinnin taloudellisia vaikutuksia voidaan arvioida useammalla eri tavalla. Yleisin on varmasti takaisinmaksuaika, mutta mielestäni se ei ole paras mahdollinen mittari kun puhutaan asuinkiinteistön sähköntuotannosta. Havainnollisempi menetelmä on mielestäni laskea saadun energian hinta ja verrata sitä verkosta ostettuun.

Takaisinmaksuaikaan vaikuttavia tekijöitä ovat investoinnin suuruus, vallitseva korkotaso, sähköenergian hinta, voimalan tuotto ja sen vaatimat kunnossapitokulut. Alla olevassa taulukossa on esitetty takaisinmaksuaika ja siihen vaikuttavat tekijät.

Taulukko 4. Takaisinmaksuaika

Investointi	26000€
Korkotaso	2 %
Kunnossapito, prosenttia investoinnista	7 %
Sähkön ostohinta	0,12 €/kWh
Voimalan alkutuotto, vähenee 0,5 % vuosi	17100 kWh
Takaisinmaksuaika	16 v 11 kk

Koska paneelien käyttöikä on nykytiedon mukaan ainakin 35 vuotta, voi investoinnin mielekkyyttä tutkia myös saadun energian hinnalla.

Taulukko 5. Aurinkovoimalalla tuotetun sähköenergian hinta.

Saatu energia 35 vuoden aikana	552387 kWh
Investointi korkoineen ja ylläpitokuluineen	31839 €
Sähköenergian hinta	0,058 €/kWh

Kumpikin tapa osoittaa, että tämänlainen investointi on kannattava.

7 TOTEUTETTUJA RATKAISUJA

7.1 KOy Jyrkkälänpolku

Taloyhtiössä toteutettiin julkisivuremontin yhteydessä aurinkopaneeliasennus (kuva 9). Aurinkopaneeleilla korvattiin rakennuksen eteläseinänä pinnoitusmateriaali, eli tietyllä tavalla asennettiin sähköä tuottava seinäpinnoite. Tässä ratkaisussa kokonaistaloudellisuutta on lisännyt aurinkopaneelien käyttö seinämateriaalina ja sähköntuotanto on tullut ikään kuin lisäominaisuutena.

Puhelinkeskustelussa 3.5.2018 Sami Salokannel kertoi kahteen rakennukseen asennetun 80 W_p:n paneeleita yhteensä noin 360 kpl ja niistä saatava sähköteho on noin 29 kVA. Kaikki tuotettu sähkö kulutetaan kiinteistössä, joka koostuu 17 eri rakennuksesta. Edellä mainitun julkisivuremontin yhteydessä oli uusittu myös ilmanvaihtokoneisto, sekä asennettu jäähditys muutamiin kohteisiin. Aurinkovoimalan tuotanto menee melko tarkasti näihin kohteisiin. Talossa on pelkästään vuokra-asuntoja, joiden haltijoilla on omat sähkö sopimukset eikä aurinkopaneelien tuotantoa käytetä asunnoissa. Salokannel arvioi remontin tehdyn noin viisi suotta sitten. (Salokannel, haastattelu 3.5.2018)

7.2 Viikin asuinkerrostalo

Suomen ensimmäinen aurinkosähköä tuottava kerrostalo on rakennettu Helsingin Viikkiin vuonna 2003. Rakennuksessa paneelit on integroitu parvekekaidelasiin sisään, ja niiden yhteenlaskettu pinta-ala on 240 m². Voimalan teho on 24 kVA ja tuottaa 20–25 % kiinteistösähkön tarpeesta. (Helsingin kaupungin suunnitteluvirasto, 2010)

Järjestelmä on liitetty Helsingin Energian sähköjakeluverkkoon, johon kesäaikana syntyvä ylimääräinen aurinkosähkö syötetään. Alun perin on ollut tarkoitus luovuttaa ylimäärä Helsingin Energialle siten, että vastaava sähkömäärä saataisiin tarpeen mukaan takaisin. Veroviraston ja tullin määräykset tekivät tämän mahdolliseksi ja Helsingin Energia saakin ylimääräsähkön ilmaiseksi (2007). Talossa on 39 asuntoa ja asukkaat voivat seurata tuotettua energiaa ja säteilytehoja reaaliaikaisesti internetistä. Projektin kuuluu EU:n PV-Nord – hankkeeseen. (Wikipedia)

8 POHDINTA

Aurinkosähköjärjestelmät ovat olleet voimakkaan kehitystyön kohteena jo vuosia. Eri-
laisia materiaaleja ja rakenteita on tullut perinteisten, jäykkien piikkenojen rinnalle.
Hyötysuhteet ovat kasvaneet ja hinnat laskeneet. Osa uusista kennomateriaaleista pysty-
tään jo valmistamaan käytännössä kotioiloissa ja niiden matala hyötysuhde korvautuukin
edullisella valmistuksella, joka mahdollistaa suurten pinta-alojen käytön. Uuden tyyppis-
ten kennojen joustavat rakenteen mahdollistavat esimerkiksi suoraan kattopeltipintaan
integroimisen, ratkaisu joka on jo Suomessa tuotannossa.

Sijainnistaan huolimatta Suomessa voi kannattavasti tuottaa aurinkosähköä, pohjoisinta
Suomea myöten. Pitkä pimeä talviaika toisaalta heikentää kannattavuutta. Hyötysuhde
on aurinkojärjestelmistä puhuttaessa hieman kaksijakoinen asia. Toisaalta heikomman
hyötysuhteen omaava tekniikka on myös halvempaa ja usein onkin kyse käytettävissä
olevasta pinta-alasta, eräällä tavalla pinta-alahyötysuhteesta. Useimmissa tapauksissa
tämä ei ole ratkaiseva tekijä.

Nyt voidaan jo sanoa, että taloyhtiön kannattaa harkita aurinkosähköä, varsinkin uudis-
kohteissa ja esimerkiksi linjasaneerauksen yhteydessä. Tällaisia hankkeita on jo toteu-
tettu Turussa ja Helsingissä. Järjestelmän takaisinmaksuajat ovat jo selvästi lyhyemmät
kuin laitteiston käyttöikä. Lisäksi kiinteistön arvo nousee.

LÄHTEET

Erat B, Erkkilä V, Löfgren T, Nyman C, Peltola S, Suokivi H. 2008. Aurinko-opas. Aurinkoenergiaa rakennuksiin. Helsinki. Kustantajat Sarmala oy. Rakennusalan Kustantajat RAK.

Helsingin kaupungin suunnitteluvirasto. 2010. Helsinki suunnittelee 2010:8. Verkkojulkaisu.

Kauranen J. 2012. Valosähköisten aurinkopaneelien hyötysuhteet. Kandidaatintyö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Korpela A. 2014. Aurinkosähkön perusteet. Tampere. Verkkojulkaisu.

Käpylehto J. 2016. Auringosta sähköt kotiin, kerrostaloon ja yritykseen. Helsinki. Into Kustannus oy.

Perälä R. 2017. Aurinkosähköä. Helsinki. Alfamer/Karisto oy.

PVGIS – Verkko-ohjelma.

Salokannel, S. Huoltomies. 2018 Haastattelu 3.5.2018. Haastattelija Satokari, J. Masku.

Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto STUL ry. 2012. D1-2012. Käsikirja rakennusten sähköasennuksista. 22.painos. Espoo. Sähköinfo oy.

Sähkötieto ry. 2017. Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus. ST -käsikirja 40. Espoo. Sähköinfo oy.

Ursa ry. Verkkosivusto.

Vantaan kaupungin rakennusjärjestys, 2011.

Motiva. verkkosivusto.

Wikipedia. Vapaa tietosanakirja.

<http://www.reuk.co.uk/OtherImages/doped-silicon-crystal-in-solar-cell.jpg>. Verkkosivusto.

www.seia.org, Verkkosivusto

<http://suntekno.bonsait.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf>. Verkkosivusto.

http://solarprofessional.com/sites/default/files/articles/ajax/docs/6_SP2_3_pg68_Worden-5.jpg. Verkkosivusto.

https://techforspace.com/wpcontent/uploads/2016/05/DirectSolar_IntensityDistance.png. Verkkosivusto.

<https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/0/0d/Solar-cycle-data.png>. Verk-
kosivusto.

LIITTEET

Liite 1. PVGIS Turku

Liite 2. PVGIS Lybeck

Liite 3. PVGIS Vantaa

Liite 4. PVGIS Rovaniemi

Liite 5. Amerisolar data sheet

Liite 6. SUNNY TRIPOWER data sheet

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 60°27'6" North, 22°15'59" East, Elevation: 28 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 7.2% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.0%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 22.7%

Fixed system: inclination=41 deg., orientation=0 deg. (Optimum at given orientation)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	0.56	17.4	0.64	19.9
Feb	1.72	48.1	2.01	56.2
Mar	2.59	80.4	3.14	97.5
Apr	3.79	114	4.79	144
May	4.37	135	5.76	179
Jun	4.23	127	5.72	172
Jul	4.17	129	5.71	177
Aug	3.33	103	4.51	140
Sep	2.46	73.7	3.19	95.8
Oct	1.35	41.9	1.67	51.7
Nov	0.57	17.1	0.68	20.3
Dec	0.32	10.1	0.38	11.7
Year	2.46	74.8	3.19	97.0
Total for year		898		1160

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

Liite 2. PVGIS Lybeck



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 53°51'55" North, 10°41'11" East, Elevation: 14 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 7.6% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.9%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 22.9%

Fixed system: inclination=38 deg., orientation=0 deg. (Optimum at given orientation)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	0.81	25.2	0.96	29.8
Feb	1.47	41.3	1.76	49.4
Mar	3.00	92.9	3.72	115
Apr	4.06	122	5.24	157
May	4.22	131	5.55	172
Jun	4.11	123	5.54	166
Jul	4.01	124	5.46	169
Aug	3.55	110	4.77	148
Sep	2.98	89.3	3.90	117
Oct	2.25	69.7	2.84	88.1
Nov	1.04	31.2	1.26	37.9
Dec	0.65	20.3	0.78	24.2
Year	2.68	81.7	3.49	106
Total for year		980		1270

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

Liite 3. PVGIS Vantaa



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 60°20'7" North, 25°3'42" East, Elevation: 30 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 20.0 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 7.6% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.1%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 23.0%

Fixed system: inclination=40 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	9.97	309	0.57	17.5
Feb	32.40	907	1.88	52.7
Mar	50.30	1560	3.05	94.6
Apr	72.80	2180	4.63	139
May	84.10	2610	5.58	173
Jun	82.40	2470	5.60	168
Jul	81.70	2530	5.64	175
Aug	63.80	1980	4.31	134
Sep	44.50	1330	2.88	86.5
Oct	25.70	796	1.58	49.0
Nov	9.67	290	0.57	17.2
Dec	5.46	169	0.31	9.74
Year	47.00	1430	3.06	92.9
Total for year		17100		1120

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

Liite 4. PVGIS Rovaniemi



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 66°30'14" North, 25°43'45" East, Elevation: 95 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 6.2% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.0%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 21.7%

Fixed system: Inclination=47 deg., orientation=0 deg. (Optimum at given orientation)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	0.59	18.3	0.64	19.9
Feb	1.61	45.0	1.80	50.4
Mar	2.68	83.2	3.19	99.0
Apr	4.03	121	5.07	152
May	3.79	117	4.99	155
Jun	3.82	115	5.15	154
Jul	3.53	109	4.84	150
Aug	2.81	87.0	3.74	116
Sep	1.99	59.6	2.54	76.2
Oct	1.13	35.0	1.36	42.0
Nov	0.48	14.5	0.55	16.5
Dec	0.00	0.0313	0.00	0.185
Year	2.21	67.1	2.83	85.9
Total for year		805		1030

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorized, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

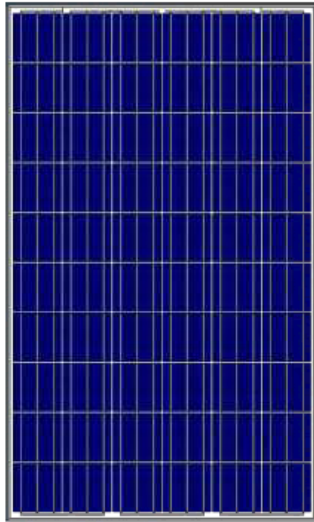
- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.



AS-6P30

POLYCRYSTALLINE MODULE



ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

- High module conversion efficiency up to 16.90% through advanced manufacturing technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.
- High ammonia and salt mist resistance.
- Potential induced degradation (PID) resistance.

CERTIFICATIONS

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, UL1703, CE, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), MCS(UK), CEC(Australia), FSEC(FL-USA), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), Kemco(South Korea), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system

Passionately

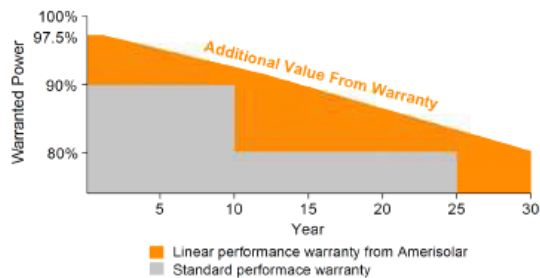
committed to

delivering innovative

energy solution

SPECIAL WARRANTY

- 12 years limited product warranty.
- Limited linear power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output, 30 years 80.6% of the nominal power output.



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC								
Nominal Power (P_{max})	240W	245W	250W	255W	260W	265W	270W	275W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	37.7V	37.9V	38.0V	38.1V	38.2V	38.3V	38.4V	38.5V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.57A	8.66A	8.75A	8.83A	8.90A	8.98A	9.06A	9.15A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	29.9V	30.1V	30.3V	30.5V	30.7V	30.9V	31.1V	31.3V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.03A	8.14A	8.26A	8.37A	8.47A	8.58A	8.69A	8.79A
Module Efficiency (%)	14.75	15.06	15.37	15.67	15.98	16.29	16.60	16.90
Operating Temperature	-40°C to +85°C							
Maximum System Voltage	1000V DC							
Fire Resistance Rating	Type 1(UL1703)/Class C(IEC61730)							
Maximum Series Fuse Rating	15A							

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT								
Nominal Power (P_{max})	177W	180W	184W	188W	191W	195W	199W	202W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	34.7V	34.9V	35.0V	35.1V	35.2V	35.3V	35.4V	35.5V
Short Circuit Current (I_{sc})	6.94A	7.01A	7.09A	7.15A	7.21A	7.27A	7.34A	7.41A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	27.2V	27.4V	27.6V	27.8V	27.9V	28.1V	28.3V	28.5V
Current at Nominal Power (I_{mp})	6.51A	6.57A	6.67A	6.77A	6.85A	6.94A	7.04A	7.09A

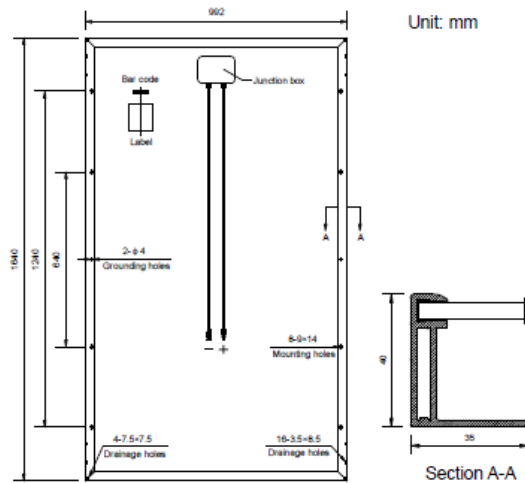
NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	60 (6x10)
Module dimensions	1640x992x40mm (64.57x39.06x1.57inches)
Weight	18.5kg (40.8lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) low-iron tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 900mm (35.43inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

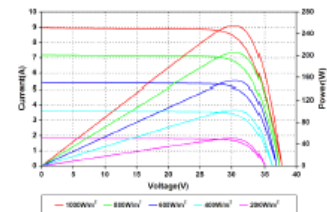
TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.43%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.33%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.056%/°C

PACKAGING	
Standard packaging	26pcs/pallet
Module quantity per 20' container	312pcs
Module quantity per 40' container	728pcs(GP)/784pcs(HQ)

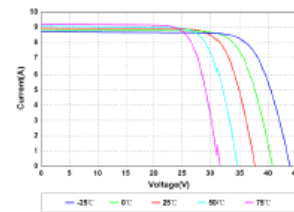
ENGINEERING DRAWINGS



IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

SUNNY TRIPOWER 5000TL – 12000TL



Economical

- Maximum efficiency of 98.3 %
- Shade management with OptiTrac Global Peak
- Active temperature management with OptiCool

Flexible

- DC input voltage of up to 1,000 V
- Integrated grid management functions
- Reactive power supply
- Module-tailored system design with Optiflex

Communicative

- SMA Webconnect
- Sunny Portal communication
- SMA and SunSpec Modbus communication
- Simple country configuration
- Multifunction relay comes standard

Easy-to-Use

- Three-phase feed-in
- Cable connection without tools
- SUNCLIX DC plug-in system
- Integrated ESS (Electronic Solar Switch)
- Easy wall mounting

SUNNY TRIPOWER 5000TL – 12000TL

The Three-Phase Inverter - Not Only for Your Home...

...but also perfectly suited to the design of the traditional residential PV system up to the higher power outage range. After all, with the addition of the new 10 kVA and 12 kVA versions to the portfolio, the Sunny Tripower product range covers a broad spectrum of applications. Users benefit from numerous tried-and-tested product features. Highly flexible with its proven Optiflex technology and asymmetrical multistring, it delivers maximum yields with a top efficiency rating and OptiTrac Global Peak. In addition to SMA and SunSpec Modbus communication, it also comes standard with a direct Sunny Portal connection via SMA Webconnect. Other standard features include integrated grid management functions, reactive power supply and suitability for operation with a 30 mA RCD. In summary, when it comes to system design in the 5 kW to 12 kW power classes, the Sunny Tripower is the optimum product solution – for applications ranging from use in your own home and larger PV rooftop systems to implementation of smaller-scale PV farms.

SUNNY TRIPOWER

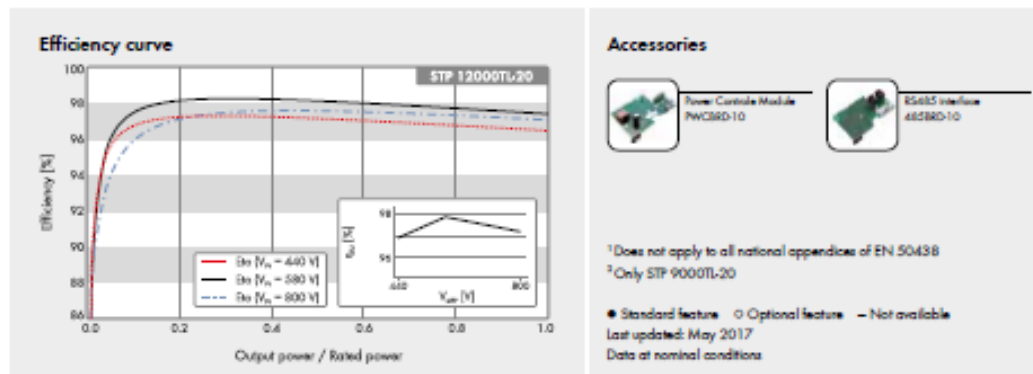
5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL / 10000TL / 12000TL

Technical Data	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
Input (DC)		
Max. generator power	9000 Wp	9000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	245 V to 800 V/580 V	295 V to 800 V/580 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Max. short-circuit current input A / input B	17 A / 15 A	17 A / 15 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Output (AC)		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Max. AC apparent power	5000 VA	6000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 to 280 V	160 V to 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	7.3 A	8.7 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overswitched to 0.8 underswitched	0.8 overswitched to 0.8 underswitched
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98 % / 97.1 %	98 % / 97.4 %
Protective devices		
DC disconnect device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103)/overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W / H / D)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inch)	470 / 730 / 240 mm (18.5 / 28.7 / 9.5 inch)
Weight	37 kg [81.6 lb]	37 kg [81.6 lb]
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F]	-25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F]
Noise emission (typical)	40 dB(A)	40 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / Optocool	Transformerless / Optocool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
Features		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Modbus, Speedwire / Webconnected	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	● / ○	● / ○
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○
Certificates and permits (more available on request)	AS 4777.2:2015, CE, CB 021:2016, C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438, 059/3, 083/2, IEC 61727/MEA, IEC 62109-2, NEN EN 50438, NIS 097-2-1, PPC, PDS, RD 661/2007, RD 1699:2011, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE0126-1-1, VDE AEN 4105, VFR 2013, VFR 2014	
Type designation	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20

SUNNY TRIPOWER data sheet

3(4)

Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL
13500 Wp 1000 V 290 V to 800 V / 580 V 150 V / 188 V 15 A / 10 A 25 A / 15 A 2 / A2; B2	13500 Wp 1000 V 330 V to 800 V / 580 V 150 V / 188 V 15 A / 10 A 25 A / 15 A 2 / A2; B2	13500 Wp 1000 V 370 V to 800 V / 580 V 150 V / 188 V 15 A / 10 A 25 A / 15 A 2 / A2; B2
7000 W 7000 VA 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V 160 V to 280 V 50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz 50 Hz / 230 V 10.2 A 1 0.8 oversized to 0.8 undersized 3 / 3	8000 W 8000 VA 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V 160 V to 280 V 50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz 50 Hz / 230 V 11.6 A 1 0.8 oversized to 0.8 undersized 3 / 3	9000 W 9000 VA 3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V 160 V ... 280 V 50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz 50 Hz / 230 V 13.1 A 1 0.8 oversized to 0.8 undersized 3 / 3
98 % / 97.5 %	98 % / 97.6 %	98 % / 97.6 %
● ● / ● ● / ● / - ● I / III	● ● / ● ● / ● / - ● I / III	● ● / ● ● / ● / - ● I / III
470 / 730 / 240 mm [18.5 / 28.7 / 9.5 inch] 37 kg [81.6 lb] -25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F] 40 dB(A) 1 W Transformerless / Optocool IP65 4K6H 100 %	470 / 730 / 240 mm [18.5 / 28.7 / 9.5 inch] 37 kg [81.6 lb] -25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F] 40 dB(A) 1 W Transformerless / Optocool IP65 4K6H 100 %	470 / 730 / 240 mm [18.5 / 28.7 / 9.5 inch] 37 kg [81.6 lb] -25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F] 40 dB(A) 1 W Transformerless / Optocool IP65 4K6H 100 %
SUNCLIX / spring-cage terminal Graphic ○ / ● / ● ● / ○ ● / ○ / ○ / ○	SUNCLIX / spring-cage terminal Graphic ○ / ● / ● ● / ○ ● / ○ / ○ / ○	SUNCLIX / spring-cage terminal Graphic ○ / ● / ● ● / ○ ● / ○ / ○ / ○
AS 4777-2:2015, CE, CEI 0-21:2016, C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438 ¹ , G59/3, GB3/2, IEC 61727/MEA ¹ , IEC 62109-2, NEN EN 50438, NBS 097-2-1, IEC 60384-14:2007, IEC 60384-14:2011, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE AEN 4105, VFR 2013, VFR 2014		
STP 7000TL-20	STP 8000TL-20	STP 9000TL-20



Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL	
13500 Wp	18000 Wp	
1000 V	1000 V	
370 V to 800 V / 580 V	440 V to 800 V / 580 V	
150 V / 188 V	150 V / 188 V	
18 A / 10 A	18 A / 10 A	
25 A / 15 A	25 A / 15 A	
2 / A-2; B-2	2 / A-2; B-2	
10000 W	12000 W	
10000 VA	12000 VA	
3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	
3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	
3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	
160 V to 280 V	160 V to 280 V	
50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
14.5 A	17.4 A	
1	1	
0.8 overrated to 0.8 underrated	0.8 overrated to 0.8 underrated	
3 / 3	3 / 3	
98 % / 97.6 %	98.3 % / 97.9 %	
● ● / ● ● / ● / - ●	● ● / ● ● / ● / - ●	
I / III	I / III	
470 / 730 / 240 mm [18.5 / 28.7 / 9.5 inches]	470 / 730 / 240 mm [18.5 / 28.7 / 9.5 inches]	
37 kg [81.6 lb]	38 kg [84 lbs]	
-25°C to +60 °C [-13 °F to +140 °F]	-25°C to +60 °C [-13 °F to +140 °F]	
40 dB[A]	40 dB[A]	
1 W	1 W	
Transformerless / Optocool	Transformerless / Optocool	
IP65	IP65	
4KAH	4KAH	
100 %	100 %	
SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal	
Graphic	Graphic	
○ / ● / ●	○ / ● / ●	
● / ○	● / ○	
● / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○	
AS 4777-2:2015, CE, CB 021-2014, C10/11:2012, DIN EN 62109-1, EN 50438 ¹ , G59/3, G83/2, IEC 61727/MEA ¹ , IEC 62109-2, NEN EN 50438, NRS 097-3-1, RFC, PFDs, RD 661/2007, RD 1699-2011, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE0126-1-1, VDE AKN 4105, VRR 2013, VRR 2014		
STP 10000TL-20	STP 12000TL-20	